



**Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da
informação na integração dos recursos
26 a 28 de setembro de 2016
Gramado – RS**

Impactos das políticas públicas na expansão da utilização do gás natural na geração termelétrica do Brasil

Thales Viegas
Roberto Brandão
Carlos Lopes
Raphael Guimarães
Daiane Meira

RESUMO

A geração termoelétrica foi fomentada por políticas públicas que visavam ancorar a expansão da oferta de gás natural no Brasil e complementar a geração hidroelétrica, mas o parque térmico vem desempenhando um papel mais amplo do que este, embora o suprimento de gás continue sendo um gargalo no país. Novos instrumentos regulatórios devem enfrentar ambos os desafios e potencializar a geração térmica.

Palavras-chave: Políticas Públicas, Gás Natural, Geração Termoelétrica, Regulação

ABSTRACT

The thermal power generation was promoted by public policies aimed at anchoring the natural gas supply expansion in Brazil and supplement hydroelectric generation. However the thermal park is playing a larger role than this, although the gas supply remains a bottleneck to the country. New regulatory tools must face both challenges and boost the thermoelectric generation.

Keywords: Public Policy, Natural Gas, Thermal Power Generation, Regulation

1. INTRODUÇÃO

O gás natural como fonte de geração termoelétrica tem desempenhado um papel cada vez mais importante no setor elétrico de diversos países, em decorrência dos benefícios associados à sua presença em um sistema elétrico regional, bem como relativos ao fato de se tratar do combustível fóssil menos poluente. O fito norteador desse trabalho é avaliar as políticas públicas voltadas à expansão da geração termoelétrica no Brasil. Para lograr esse resultado foi empreendida uma metodologia de comparação internacional entre países em que a geração térmica desempenha papel relevante no setor elétrico e foi influenciada por mecanismos de contratação de longo prazo nos mercados de energia e potência. A partir de experiências internacionais é possível ponderar os avanços e desafios relativos aos incentivos regulatórios no país que atuam sobre o parque gerador brasileiro.

Este trabalho se estrutura do seguinte modo: i) introdução; ii) características técnico-econômicas da geração térmica; iii) mercado de gás e o papel das políticas públicas e da Petrobras; iv) comparação internacional dos mecanismos regulatórios utilizados para promover a expansão das usinas térmicas e; v) conclusão.

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DA GERAÇÃO TÉRMICA E SUAS RELAÇÕES COM O SETOR ELÉTRICO

O grau de maturidade do setor elétrico nacional é significativamente superior ao da indústria do gás natural brasileiro e, por conseguinte, a geração termoelétrica a gás não gozou das melhores condições para se consolidar e se expandir de forma consistente. Contudo, as usinas termelétricas representam um importante fator de integração entre o Sistema Elétrico Brasileiro e a Indústria do Gás Natural e foram utilizadas para ancorar a expansão da oferta de gás natural no país.

O predomínio da geração hidroelétrica conforma uma matriz energética brasileira considerada limpa, por um lado, mas por outro lado a torna muito exposta aos riscos hidrológicos, associados a longos ou agudos períodos de seca, os quais comprometem o abastecimento do setor de energia. Soma-se a isso o fato de que a introdução e o crescimento da geração a partir de novas fontes renováveis na matriz, tais como a eólica e a fotovoltaica, adicionam incertezas operacionais decorrentes das oscilações na oferta de energia, oriunda dos referidos dispositivos, que também dependem de variáveis climáticas exógenas ao sistema elétrico.

Nesse contexto, a adição de capacidade termelétrica ajuda a contornar situações de hidrologia desfavorável e de pico de demanda, melhorando o

desempenho e a confiabilidade do sistema. A implantação de novas usinas térmicas está associada às seguintes razões: (i) lograr uma localização mais próxima às áreas de maior crescimento de carga, (ii) suprir energia nos períodos em que o sistema mais precisa, (iii) capacidade de modulação diária, (iv) independência das condições climáticas, (v) baixo impacto ambiental, (vi) prazo curto de implantação, (vii) custos de investimento mais baixo (Instituto Acende, 2016). Na sequência, o estado da arte em termos de eficiência na geração a gás é apresentado.

2.1 Eficiência Energética da Geração com Combustíveis Fósseis no Mundo

Após a análise das características da geração termelétrica em âmbito mundial, foram verificados dados a respeito da eficiência energética média de alguns países europeus, Japão, EUA, Coreia do Sul e China e Índia apresentados em (Ecofys, 2014). A Figura 1 mostra a eficiência energética média desses países separada por fonte de combustível, sendo a mesma calculada a partir da média nos anos de 2009, 2010 e 2011. A média de todos os países analisados indicou uma eficiência de geração média de 35% para o carvão, 40% para o óleo combustível e 48% para o gás natural.

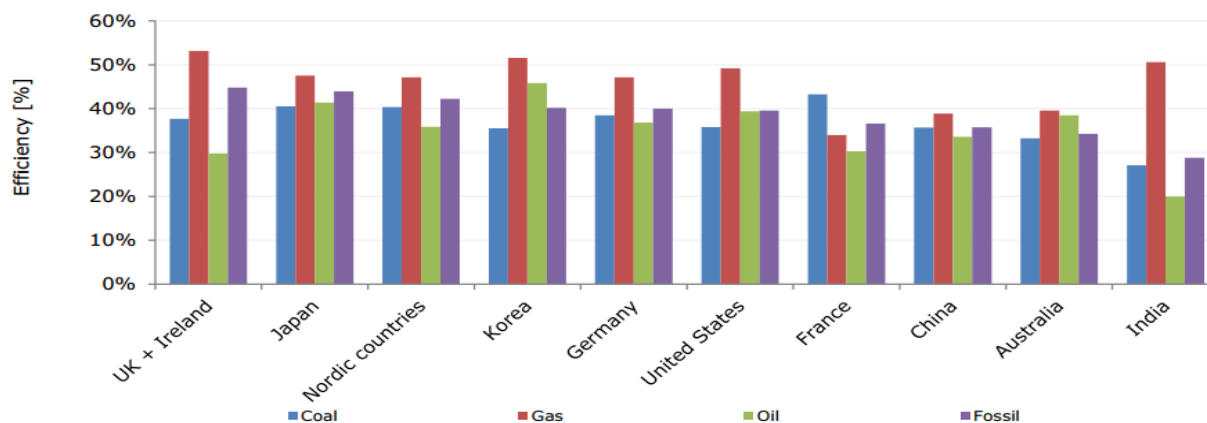


Figura 1 - Eficiência Energética média por fonte em distintos países (Ecofys, 2014)

Os indicadores europeus mostram um aumento significativo na eficiência energética de térmicas a gás a partir da década de 1990, quando os valores saíram da ordem de 35% para 50% em 2011, conforme mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** A referida eficiência varia de 34% na França até 53% no Reino Unido e Irlanda do Norte. As eficiências indicadas para a Índia apontam valores em torno de 60%, algo próximo à patamares do *benchmark* em eficiência, mas que não é representativo da realidade média do país, quando considerado em

sua totalidade. O pico entre 2003 e 2004 na Austrália também é um *outlier* (ponto fora da curva) e, portanto, reflete desafios de ordem estatística, na conformação dos dados (Ecofys, 2014).

Em geral, os grandes aumentos de eficiência energética são observados nos EUA, Índia (apesar dessas estatísticas indianas não apresentarem elevada confiabilidade), Coreia do Sul e Alemanha. A China, surpreendentemente, manteve um patamar constante de 38,9% ao longo dos anos, indicando que a produção de potência ou o consumo de combustível foram calculados, e não obtidos através da coleta de dados. Em alguns países, como a França e Índia, os valores de eficiência variam muito ao longo do tempo, isso pode ser explicado pela grande variação das horas de operação das usinas a gás natural de ano para ano. (Ecofys, 2014).

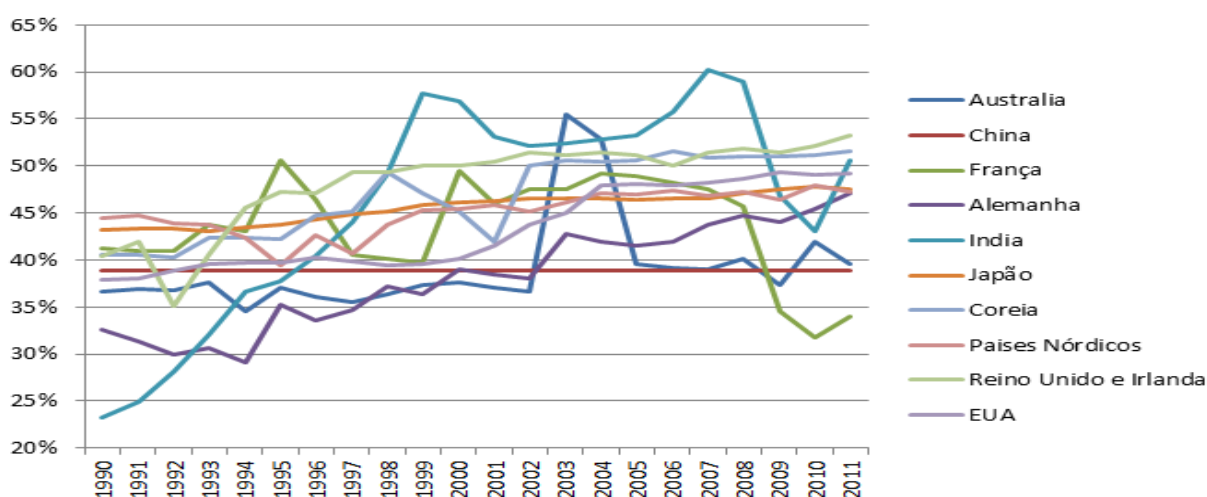


Figura 2 – Eficiência energética na geração a gás natural (Ecofys, 2014)

Além da contínua evolução do desempenho das unidades de geração térmica, é fundamental compreender os custos associados à geração de eletricidade. Os custos calculados em (IEA, 2010) para usinas a gás natural operando com configurações de ciclo combinado são mostrados na Figura 3. Observa-se uma variação entre 560 e 1573 USD/kW (China e República Checa respectivamente), enquanto os custos de operação e manutenção variam entre 2,93 a 7,83 (China e Suíça respectivamente), ressaltando os efeitos dos aspectos locais no custo final da energia.

Segundo o estudo, o Brasil apresenta um custo de instalação de 1419 USD/kW e operação e manutenção de 5,4 USD/kWh gerado, estando mais próximo dos limites superiores. Cabe ressaltar que o custo de combustível considerado na

análise foi de 8.13 US\$/MMBTU e a taxa de câmbio de 1,83 BRL/USD (IEA, 2010). Entretanto, deve-se destacar que ainda que o custo final da energia gerada nessas usinas seja superior a outras fontes de geração, a penetração do gás na matriz do país tende a aumentar devido à necessidade de independência das condições climáticas, alta capacidade de modulação da carga e menores impactos ambientais.

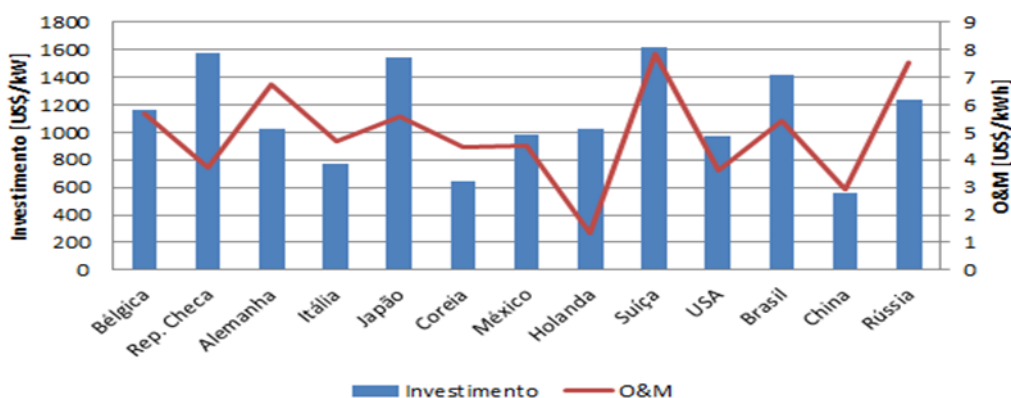


Figura 3 – Custos de Investimento, operação e manutenção de UTEs a gás natural operando em ciclo combinado. (IEA, 2010).

3. O MERCADO DE GÁS NATURAL E POLÍTICAS PÚBLICAS PARA A GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

3.1 As relações entre as políticas públicas e as agências reguladoras

O avanço do modelo administrativo apoiado em agências reguladoras (dos anos 1990's) mudou a forma com que o Poder Executivo implementa políticas públicas setoriais. As agências a materializam por meio da elaboração de políticas regulatórias, seguindo, na prática, orientações gerais emanadas do Executivo. A implementação se viabiliza via fixação de obrigações ou incentivos para as empresas reguladas. Os custos dessas iniciativas podem ser arcados pelo poder público, por fundos setoriais ou repassados aos consumidores finais (MARTINS, 2010). Nesses moldes verifica-se ganhos em eficiência na geração e no consumo de energia, a partir de incentivos que coordenem as empresas, em observância aos interesses públicos.

3.2 Papel das políticas públicas e da Petrobras no mercado de gás e térmico

Historicamente, o gás foi um subproduto da extração do petróleo, em reservatórios de gás associado, de modo que as empresas privadas e as políticas públicas tentavam aproveitar economicamente aqueles hidrocarbonetos produzidos

acidentalmente em certos reservatórios. No Brasil não foi diferente, razão pela qual o mercado de gás começou a se desenvolver bem depois da indústria petrolífera. A oferta do gás natural no país se ampliou a partir das importações originadas da Bolívia – com o advento do GASBOL em 1999 – e por grandes programas de exploração em campos *offshore*, envolvendo, por um lado, grandes reservas e, por outro, custos elevados de transporte e monetização do gás. Tais atividades exploratórias foram realizadas, majoritariamente, pela Petrobras, bem como pela extração nas campanhas exploratórias *onshore*, que obtiveram êxito, obtidos por um conjunto mais amplo de empresas de energia, incluindo as de menor porte. O gráfico 1 apresenta a evolução da oferta interna de gás, a qual dobrou de magnitude em 10 anos.

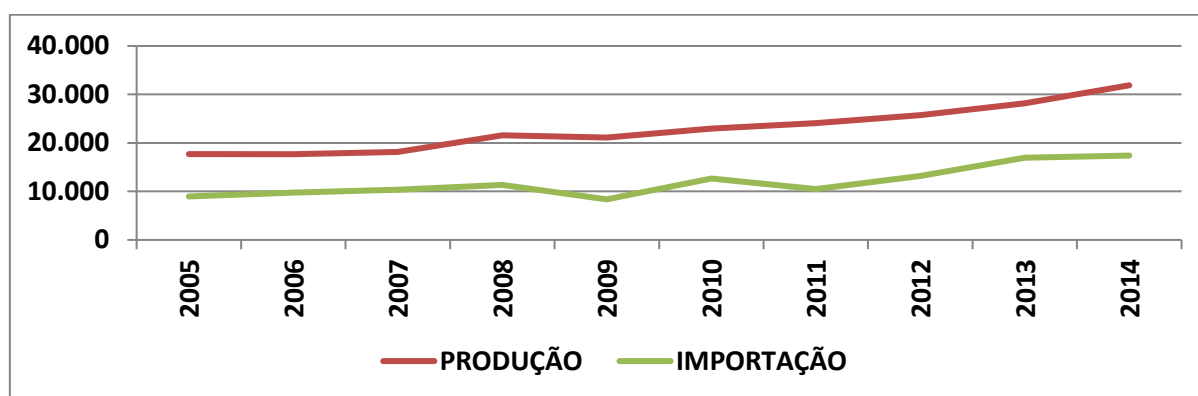


Gráfico 1 - Produção e Importação de Gás Natural no Brasil (milhões m³) – 2005 a 2014 (Elaboração própria com dados de ANP, 2015).

O deslocamento do gás natural é feito, majoritariamente, por gasodutos, que é um modal de transporte viável para situações de curta e média distâncias. Nos anos 1990 a expansão da oferta do gás natural e a expansão dos gasodutos é produto do advento do GASBOL, que possibilitou a exportação do gás natural da Bolívia para o Brasil. As importações de gás via GASBOL cumpriram importante papel no suprimento doméstico. O GASBOL começou a operar em 1999 e a importância do gás aumentou, de modo que, o seu consumo na geração elétrica, aumentou muito naquele momento.

Uma alternativa para o suprimento deste insumo em situações de longas distâncias é o Gás Natural Liquefeito (GNL). Embora GNL apresente flexibilidade no transporte deste insumo, o emprego desta tecnologia exige grandes investimentos fixos em: (i) terminais de liquefação; (ii) navios-tanques especialmente concebidos para esse tipo de carga; e (iii) terminais de regaseificação (Instituto Acende, 2016).

No entanto, as importações de GNL para a geração de energia apresentou uma trajetória de crescimento nos últimos anos em decorrência da queda dos preços internacionais do gás, à exceção dos últimos 12 meses. Todavia, tal energético está sujeito a flutuações do preço *spot*, devido à impossibilidade de previsão do consumo para a geração de energia, o que dificulta a negociação de contratos em longo prazo.

A demanda, por sua vez, foi fomentada por políticas públicas voltadas à utilização doméstica do gás, em modais de transporte e na geração elétrica. As significativas descobertas de gás associado a petróleo justificou os incentivos conferidos à sua utilização. Em um primeiro momento, ao final dos anos 1990, tentou-se atrair investimentos privados para a geração de eletricidade (recém liberalizada) através de um programa emergencial que previa a construção de 49 termelétricas (42 a gás natural) com o objetivo de acrescentar 15 GW de capacidade instalada até 2003. Na medida em que não obteve os resultados esperados, o governo ampliou seus esforços para reduzir os efeitos do risco hidrológico e a viabilização a construção das termelétricas a gás natural via Programa Prioritário das Termelétricas (PPT).

Das 53 usinas previstas no PPT, apenas 22 se materializaram, sendo 12 delas de propriedade da Petrobras. O objetivo do PPT era incentivar investimentos privados no setor de energia voltados para a implantação de termoelétricas, movidas a gás natural, e foi instituído pelo Decreto n.º 3.371 de 24 de Fevereiro de 2000. Pretendia-se ampliar o papel de termoelétricas na matriz energética movidas a gás natural.

Após 2004 a contratação de novas usinas passou a ser feita em leilões competitivos, abertos a projetos de várias fontes, sendo parte das novas usinas termoelétricas movidas a gás natural ou a GNL. O resultado da forte expansão do parque gerador a gás pode ser observado durante o período de hidrologia seca entre 2013 e 2015, quando a maior parte da demanda de gás esteve associada à geração de eletricidade das termelétricas. No Brasil, as termoelétricas operavam tradicionalmente como *backup* da geração hídrica, sendo acionadas intensamente em períodos de seca severa ou prolongada e ficando praticamente ociosas em anos normais ou úmidos. Por tal razão as usinas térmicas são acionadas de forma errática e a demanda por gás para a geração elétrica é muito volátil de ano para ano.

Em 2000, apenas 9,7% da oferta interna de gás era utilizada na geração elétrica. Já em 2014 esse consumo correspondeu a 43,5% da oferta interna em

2014 (BEN 2005). Ademais, o Medium-Term Gas Market 2015 (IAE, 2015) prevê que o consumo de gás natural no Brasil crescerá a uma taxa anual média de 1,1% ao ano entre 2014 e 2020. A tabela 5 mostra a evolução do papel do gás na geração elétrica.

Tabela 1 – Evolução na Utilização de Gás Natural para a Geração de Energia Elétrica - m³.
(Elaboração própria com dados do BEM, 2015).

Ano	Oferta interna	Geração de EE	%
2000	10.091	976	9,7
2005	20.978	4.405	21,5
2010	28.311	7.730	27,3
2014	43.398	18.857	43,5

O grau de utilização das usinas térmicas a gás no Brasil foi de cerca de 25% por muitos anos, o que não era o bastante para remunerar os investidores dos ativos de suprimento de gás natural. O fator de capacidade dessas unidades subiu sensivelmente a partir de 2013, diante da crise hidrológica, chegando em aproximadamente 75% em 2014, mas a recessão econômica subsequente operou para reduzi-lo novamente. Neste contexto, o referido indicador não tende a se manter acima dos 50% por muito tempo no futuro.

A Petrobras é a principal supridora de gás natural do país, razão pela qual ela configura como a principal responsável pela produção, processamento, transporte e comercialização. Ademais, a referida empresa de energia é proprietária de grande parte de geração de energia por meio de centrais termelétricas. Todavia, a crise enfrentada a partir de 2015 pela Petrobras implica num grande desafio para o abastecimento de gás natural para a geração de energia elétrica, uma vez que isso redundou em forte retração dos investimentos da firma no setor de gás e energia e, conseqüentemente, numa redução de sua participação no mercado, o que abre espaço para a reorganização da indústria nacional de gás natural.

O Plano de Negócios e Gestão (PNG) da Petrobras de 2015 apontou na direção da expansão da participação privada no setor, proporcionando um aumento da competitividade e conseqüentemente uma redução da influência da Petrobras sobre os preços do gás natural, que é considerado alto pelos geradores térmicos.

Há grande potencial para produção de gás natural no pré-sal. Entretanto, parte significativa dos campos do pré-sal está a grande distância da costa. A

distância torna a construção de dutos submarinos onerosa, inviabilizando a exploração de gás não associado. Quanto ao gás associado a tendência nos campos distantes é adotar um modelo de exploração em que o óleo é acumulado em alto mar para transporte em petroleiros e o gás é reinjetado nos poços. E mesmo nos campos mais próximos da costa, onde o transporte de gás via dutos é viável, os volumes de gás disponíveis no longo prazo podem não ser muito significativos. Na extração do pré-sal apenas 20% dos hidrocarbonetos correspondem à gás natural e a quase totalidade dos poços hoje em operação ainda não atingiram o seu *rump-up* e, portanto, ainda não chegaram a requerer o volume máximo de reinjeção de gás potencial quando estiverem mais maduros, levando a crer em uma sobra de gás decrescente. Por outro lado, também há potencial para exploração de campos de gás não associado em terra, com algum grau de sucesso até o momento (Urucu e Parnaíba são os melhores exemplos).

As termoelétricas podem constituir um mercado para o gás, mas isso depende em boa medida de uma estratégia de contratação que eleve seu grau de utilização. As diversas etapas dos ciclos de ampliação do parque térmico no Brasil refletem a imaturidade institucional, em alguns aspectos e corroboram a tese de que a Petrobras desempenhou papel nevrálgico na maior parte do referido processo.

A Petrobras é praticamente uma empresa monopolista na oferta de gás e o preço considerado, pelos geradores, elevado o suficiente para inviabilizar muitos projetos de expansão da capacidade de geração termoelétrica. As perspectivas para a oferta de gás no Brasil são em demasia incertas. Por um lado, o Plano Estratégico da Petrobras (2030) indica uma oferta interna crescente de gás nos próximos anos e a meta para 2018 foi atingida já em 2016 (com 75 milhões de m³ por dia). Por outro lado, a crise financeira da petroleira e os diversos cortes nos planos de investimentos dela decorrentes colocam em xeque o ritmo de expansão da oferta de gás. Como a petroleira não dispõe de recursos suficientes para desenvolver todos os campos descobertos, ela deverá focar naqueles de extração mais eficiente e rentável. Nesta mesma lógica a Petrobras irá priorizar o suprimento de gás natural aos seus ativos e ao mercado industrial (mais previsível) e não ao mercado de geração térmica. Soma-se o fato de que o contrato de fornecimento da Bolívia encerra-se em 2019 e aquele país teria de fazer novas investimentos em exploração para elevar suas reservas, mas não apresenta recursos técnicos e financeiros para tal. Para manter o mesmo nível de fornecimento a Petrobras teria de empreender uma campanha exploratória no país.

4. ANÁLISE DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DOS MECANISMOS REGULATÓRIOS APLICADOS À GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

Nessa análise serão abordadas as experiências em quatro países (Índia, Colômbia, Estados Unidos, e Reino Unido), de modo a lançar luzes sobre os mercados de energia e de potência. Na maioria dos países citados o mercado de energia é segmentado entre: curto prazo e longo prazo, por meio dos quais a energia a ser gerada é comercializada em contratos com diferentes períodos de vigência. As ferramentas de contratação de longo prazo, na prática, são os que garantem melhor horizonte de análise aos investidores, entre os quais merecem destaque os *Power Purchase Agreements* (PPA's).

De acordo com AF Mercados (2011), o PPA é um contrato bilateral de aquisição de energia ou de capacidade, que resulta da negociação pelos agentes envolvidos sobre suas condições idiossincráticas, o que eleva os custos de transação e não garante a confiabilidade do sistema. Contudo, incentivou a adição de capacidade em determinados países. Os PPA's são muito difundidos na Índia (PTC India, 2016), sendo firmados por até 25 anos. O mercado de energia indiano está contratado, na sua maioria, em longo prazo (90%). Noutros países, todavia, os contratos de PPA's deixaram de ser firmados a exemplo da Colômbia e de Portugal, embora ainda haja contratos em vigor.

No mercado de potência há contratos de capacidade e por confiabilidade. Há países que utilizam contratos de confiabilidade com opções financeiras e o operador do sistema tem de comprar opções de energia firme dos geradores nos leilões, as quais são exercidas se o preço do mercado spot ultrapassar o preço de escassez. Este, por seu turno corresponde ao máximo que a energia pode custar para o consumidor final, o qual fica protegido de altas acentuadas no preço de energia no mercado atacadista. Na Colômbia existe um mecanismo semelhante a esse denominado Obrigações de Energia Firme (OEF). O seu objetivo é atender à demanda do comercializador e cobrir riscos dos geradores e comercializadores em seus contratos e em sua gestão. O preço da OEF é definido em leilão.

Ainda no mercado de potência são realizados contratos de capacidade, que transaciona potência, de modo a assegurar o suprimento de energia no futuro. Esse tipo de contratação ocorre, por exemplo, nos Estados Unidos e no Reino Unido. No país norte-americano a regulação desta natureza está sob a responsabilidade da esfera estadual da federação. No mercado PJM, no qual se insere o estado da

Pensilvânia, a capacidade é comercializada para assegurar que ela seja compatível com a demanda futura de energia e os consumidores que devem contratar potência.

A potência contratada nos leilões deve estar pronta para operar num prazo de três anos e a remuneração depende do desempenho do gerador. Vale destacar que em PJM foi exigida a construção de plantas "peaker"¹ para garantir que não haveria outra situação de escassez. Tal iniciativa aumentou em muito o número de usinas termelétricas com perfil de geração de ponta. Dessa forma, aumentou-se a oferta de energia e buscou-se controlar a volatilidade dos preços (PJM, 2016).

No Reino Unido o crescente papel desempenhado por fontes renováveis no suprimento de energia requer a presença do mercado de capacidade, introduzido no ano de 2013, no qual o preço do leilão é definido no ponto de igualdade entre a oferta e a demanda, de modo que todos os *players* do mercado são remunerados pelo mesmo valor. O problema dessa sistemática é que o preço é o mesmo para contratos de diferentes períodos, seja ele de 3 anos ou de 15 anos, por exemplo.

Já no Brasil, além das políticas supracitadas para impulsionar as inversões em nova capacidade de geração, o país conta desde 1973 com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), como forma de realizar um rateio dos custos das usinas termelétricas, cujos custos de operação são mais caros do que os de usinas hidrelétricas, por um lado, mas por outro têm natureza mais flexíveis. Em cenários de seca rigorosa o despacho prolongado de térmicas com Custos Variáveis mais altos elevam os custos de operação do sistema tal como ocorreu entre 2013 e 2015.

A contratação de um grande número de térmicas flexíveis não constitui a melhor estratégia em termos de eficiência alocativa de recursos pela grande imobilização de capital, bem como pela sensível incerteza no seu grau de utilização. Todos os ativos de suprimento de combustíveis, portanto, estão sujeitos à mesma incerteza elevada.

Com vistas a incentivar as inversões na expansão da oferta de energia elétrica e garantir o suprimento do sistema elétrico do país, o modelo regulatório vigente exige que todo o consumo esteja lastreado em contratos. Os leilões para contratação são do tipo reverso, ou seja, são contratadas as usinas que apresentam o menor custo para o sistema de acordo com a metodologia de comparação dos projetos adotada.

A crise hídrica iniciada em outubro de 2012 comprovou o quão custoso para o sistema é o despacho prolongado de usinas térmicas com altos custos variáveis. Vale dizer que em cenários adversos o risco de racionamento de energia não deve

¹ *Peaker plants* ou simplesmente *Peaker* são usinas elétrica que na maioria das vezes atuam apenas quando há picos de demanda.

ser o único risco a ser considerado, pois o impacto financeiro do despacho contínuo de todo o parque térmico sobre o setor pode provocar sérias consequências sobre os agentes. Neste sentido, o exame da configuração atual do parque gerador térmico brasileiro indica que a mesma não parece adequada, dado que a maior parte das usinas com geração flexível tem custo variável unitário de geração (CVU) maior que R\$ 200/MWh. A ociosidade a que essas plantas estão submetidas requer uma remuneração maior quando da geração, mas pode não compensar todos os riscos associados às termoelétricas se manterem sem despachar por muito tempo.

5. RESULTADOS E CONCLUSÕES

As perspectivas para a oferta de gás natural são as mais incertas possíveis se depender da Petrobras. Ademais, o despacho das termoelétricas baseado em unidades contratadas por capacidade e operando com GNL deverá manter elevado os custos de geração e seguir incentivando projetos de prateleira enquanto os preços dessa modalidade de combustíveis estiverem mais baixos no mercado *spot*. É provável que a solução definitiva para o sistema não seja endereçada por essa via, mas no curto prazo o cenário de escassez relativa de gás impõe um número restrito de alternativas para reduzir os riscos do gerador térmico a um custo eficiente.

Os resultados sugerem que a escassez relativa dos combustíveis, os ciclos econômicos e as variações hidrológicas, não raro, conferem considerável grau de variabilidade dos incentivos e do desempenho das unidades termoelétricas, o que implica em significativos riscos operacionais e financeiros para os investidores privados. A contratação de longo prazo pode ser um elemento de mitigação de tais riscos, desde que os arranjos regulatórios e contratuais contemplem elevada variabilidade dos cenários econômicos e operacionais.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS – CREG. *CREG*, 2016.

GESEL. “*Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Seleccionados*”, Projeto de P&D, 2014.

SIOHANSI, Fereidoon P. “*Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*”, 2013.

PJM. “*Anual Report*”, 2016.

AF Mercados. “*Overview of Indian Power Sector and Regulations*”, 2011.
Indian Energy Exchange. “*Electricity Market*”, 2016.

PTC India. Business Solutions. 2016.

IEA. “*Understanding Energy Challenges in India. Policies, Players and Issues*”, 2012.
PWC. “*Changing rules of Indian Power Sector: Empowering the Economy*”. 2015

Price water house Coopers. “*Transformación del Setor Eléctrico Mexicano; Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE*”. México, 2014.

MARTINS, G. *O cenário de Inserção da geração termoelétrica a partir do gás natural no Brasil*”, 2001.

INST. ACENDE BRASIL. *O Mercado de gás natural e a geração termelétrica*, 2016.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. IEA, 2015

MARTINS, M. S. M. “O Poder Normativo das Agências Reguladoras como Instrumento de Implementação de Políticas Publicas”, 2010.

ECOFYS. “*International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO2 Intensity*”.
Ecofys Netherlands, 2014.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN. BEN, 2005.